



Documentos de trabajo

Economía y Finanzas

Nº 20-05

2020

Energy transition in Spain and integration of non-conventional energy sources

John García

Transición energética en España e integración de fuentes de energías no convencionales ¹

Energy transition in Spain and integration of non-conventional energy sources

John García Rendón²

Resumen

Este paper hace una revisión de la transición que ha tenido el mercado eléctrico español para la inclusión de fuentes de energías no convencionales. Si bien en España las emisiones de CO₂ entre 2000 y 2018 han caído en promedio en 4.5 MtCO₂/habitante, simultáneamente a que la generación con fuentes de energías renovables no convencionales, eólica y solar, alcanzó el 25% de la generación total en 2018. Los costos para alcanzar estos logros han sido trasladados en su totalidad al consumidor final, lo cual condujo, en parte, a un déficit tarifario en el sistema eléctrico español. Pero con la implementación de Real Decreto Ley 413/2014, que suprime los mecanismos de remuneración con primas para los nuevos proyectos de generación con estas fuentes, e implementó mecanismos de remuneración vía subastas para retribuir las nuevas inversiones con estas tecnologías, ha repercutido en un estancamiento en las inversiones en estas fuentes de generación eléctrica.

Abstract

This paper reviews the transition that the Spanish electricity market has had to include non-conventional energy sources. Although in Spain CO₂ emissions between 2000 and 2018 have fallen by an average of 4.5 MtCO₂/habitant, at the same time generation with non-conventional renewable energy sources, wind and solar, reached 25% of total generation in 2018. The costs of achieving these goals have been fully passed on to the end consumer, which has led, in part, to a tariff deficit in the Spanish electricity system. However, the implementation of Royal Decree Law 413/2014, which abolished the premium remuneration mechanisms for new generation projects with these sources, and implemented remuneration mechanisms via auctions to reward new investments with these technologies, has led to a stagnation in investments in these electricity generation sources.

Palabras clave:

Mercado eléctrico español; Emisiones de carbón; FNCER; Redes inteligentes.

Key Words:

Spanish electricity market; NCRE; Carbon emissions; Energy transition **JEL**

Classification: D47; L11; L51; L78.

¹ Este estado del arte corresponde a uno de los mercados eléctricos estudiados sobre los avances que se han tenido en la inclusión de fuentes de energías renovables no convencionales y la implementación de redes inteligentes a nivel mundial del proyecto: "Política, regulación y mercados", con el código 58864 de la iniciativa "Colombia Científica". Esta investigación se desarrolló en el marco del Programa de Investigación "ENERGETICA 2030", financiado por el Banco Mundial a través de la convocatoria "778-2017 Ecosistemas Científicos", administrado por el Departamento Administrativo de Ciencia, Tecnología e Innovación - COLCIENCIAS. El autor agradecen los comentarios de Alejandro Gutiérrez, Juan Camilo Arbeláez y Silvia Chaparro a una versión preliminar.

² Departamento de Economía, Universidad EAFIT. Correo electrónico: jgarcia@eafit.edu.co. Dirección: Carrera 49 - 7 Sur 50 bloque 26; Teléfono: (574)2619500 ext. 9009.

1. Generalidades del país y de la industria: tipo de gobierno, población, recursos naturales, matriz energética país.

España (Reino de España) es un país miembro de la Unión Europea ubicado en la península ibérica con un gobierno de monarquía parlamentaria, conformado por 17 comunidades autónomas y 2 ciudades autónomas. Su población en 2018 ascendió a 46.733.038. Ocupa el cuarto lugar en extensión del continente con 505370 km² y el segundo lugar en los países más visitados del mundo, pues sigue siendo considerado como una potencia turística, en el que la mayor parte de sus ingresos económicos provienen de esta actividad. Además, ocupa el 13° lugar a nivel mundial con el indicador del PIB (Banco Mundial, 2018). También cuenta, de acuerdo al PNUD (2018), con un Índice de Desarrollo Humano bastante alto y con una alta presencia de multinacionales, ocupando el 8° lugar a nivel mundial de acuerdo al informe de Business Footprints Global Office Locations (2011).

En términos del mercado relevante en el sector eléctrico es importante aclarar que España está integrado con Portugal y conforman el MIBEL. El mercado nacional está compuesto por el sistema peninsular y no peninsular, este último incluye las islas Canarias, Ceuta, las islas Baleares y Melilla. Además España tiene intercambios de energía con Francia, Marrueco, Portugal y Andorra.

En los últimos años el incremento de la capacidad instalada en el mercado eléctrico español se ha realizado principalmente en energía eólica y solar. Para 2018 la demanda total de energía en España fue de 268.877 GWh, en el que el sistema peninsular representa aproximadamente el 94% de la demanda total (REE, 2018). La generación del sistema el 49% se hace con energía renovable. Del total de generación el 19% fue eólica, mientras que la solar representó el 4.7%, además de una gran participación de la cogeneración, residuos y pequeñas hidráulica, 15.8%. No obstante, en orden de importancia el 20% corresponde a nuclear, el 14% a carbón, el 13% a hidráulica y el 11.5% a ciclos combinados, ver Cuadro 1.

Cuadro 1. Fuentes de generación GWh

| Tecnología / Año | 2014 | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | 2018 (%) |
|-------------------------|------------------|------------------|------------------|------------------|------------------|-----------------|
| Hidráulica | 39181,99 | 28382,58 | 36114,89 | 18450,62 | 34106,36 | 13,08 |
| Turbinación bombeo (2) | 3416,00 | 2895,37 | 3134,33 | 2248,96 | 2009,38 | 0,77 |
| Nuclear | 54781,28 | 54661,80 | 56021,68 | 55539,35 | 53197,62 | 20,40 |
| Carbón | 43246,06 | 52616,48 | 37313,78 | 45019,42 | 37273,88 | 14,29 |
| Fuel / gas | 6234,95 | 6473,23 | 6744,55 | 6986,83 | 6670,33 | 2,56 |
| Ciclo combinado (3) | 24780,73 | 29027,29 | 29006,48 | 37065,79 | 30044,47 | 11,52 |
| Eólica | 51032,03 | 48117,89 | 47696,66 | 47906,96 | 49570,35 | 19,01 |
| Solar fotovoltaica | 8207,93 | 8243,56 | 7977,47 | 8397,75 | 7758,84 | 2,97 |
| Solar térmica | 4958,91 | 5085,24 | 5071,20 | 5347,95 | 4424,33 | 1,70 |
| Otras renovables (4) | 3816,32 | 3432,59 | 3425,66 | 3610,35 | 3556,79 | 1,36 |
| Cogeneración | 24153,24 | 25200,88 | 25908,64 | 28211,81 | 29015,74 | 11,13 |
| Residuos no renovables | 1965,88 | 2480,11 | 2606,96 | 2607,98 | 2434,96 | 0,93 |
| Residuos renovables | 545,54 | 662,66 | 649,74 | 728,15 | 732,97 | 0,28 |
| Generación auxiliar (5) | 7,69 | 10,58 | 10,09 | 14,75 | 12,81 | 0,00 |
| Generación Total | 266328,54 | 267290,25 | 261682,14 | 262136,67 | 260808,83 | 100,00 |
| Demanda | 257669,09 | 262808,43 | 264666,15 | 267867,17 | 268877,43 | |

(1) Asignación de unidades de producción según combustible principal.

(2) Turbinación de bombeo puro + estimación de turbinación de bombeo mixto.

(3) Incluye funcionamiento en ciclo abierto.

(4) Incluye biogás, biomasa, hidráulica marina y geotérmica.

(5) Grupos de emergencia que se instalan de forma transitoria en determinadas zonas para cubrir un déficit de generación.

Fuente: Elaboración propia a partir de Red Eléctrica de España, 2018.

2. Estructura institucional del mercado eléctrico: Regulador, planeación, operador de mercado, operador del sistema.

En 1998, mediante la Ley 54/1997 (Ministerio de Industria, Energía y Turismo, 1997), del sector eléctrico (LSE), empieza a funcionar el *Pool* eléctrico español bajo libre competencia. Los objetivos básicos de la política energética, debían ser consistentes en hacer compatible la progresiva liberalización del mercado y garantizar el suministro eléctrico y la calidad de dicho suministro al menor costo posible. Para lograr tal fin se crea un mercado diario, gestionado por el operador del mercado, Operador del Mercado Ibérico Español - OMIE en la actualidad. Respecto al mercado minorista la LSE crea la figura de comercializador. Además, de liberalizar el acceso a las redes de transmisión y distribución.

En un principio la regulación estuvo a cargo de la Comisión Nacional para la Competencia (CNC), pero en 2013, debido al alto déficit por el que atravesaba el sistema eléctrico español, surgió una nueva Ley para el sector eléctrico, Ley 24/2013 (Ministerio de Industria, Energía y Turismo, 2013a), y la función regulatoria pasó a un nuevo organismo resultado de la fusión de un solo regulador para las diferentes industrias, denominada la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC). En el ámbito regulatorio la reforma buscaba lograr la

independencia y transparencia de este organismo. La CNMC con sus cuatro direcciones (Competencia, Energía, Telecomunicaciones y Transportes). Este tiene como función promover y defender el buen funcionamiento de los mercados en interés de los consumidores y de las empresas.

Con esta Ley el Operador del Mercado, OMIE, es el encargado de realizar las casaciones horarias para determinar el precio spot por medio de la gestión de las ofertas y ventas de energía eléctrica en el mercado diario. Por su parte, el Operador del Sistema, Red Eléctrica de España, REE, tiene como función garantizar la continuidad y seguridad del suministro eléctrico y la correcta coordinación del sistema de producción y transporte. Además REE actúa como transportista único del sistema.

Por su parte, existe OMIP, quien junto a la Cámara de Compensación OMIClear, opera la plataforma de negociación de productos derivados energéticos cuyos activos subyacentes son electricidad y gas. Este mercado está supervisado por la Comisión Nacional del Mercado de Valores (CMVM) de acuerdo con la legislación y regulación del sector financiero (OMIP, 2019).

Entre los principales cambios con la Ley 24/2013 se tienen:

- Sostenibilidad económica y financiera de sistema eléctrico español.
- Introduce el autoconsumo de energía eléctrica, definido como aquel consumo proveniente de instalaciones de generación conectadas en el interior de una red de un consumidor o a través de una línea directa de energía eléctrica asociadas a un consumidor.
- Cambia el régimen retributivo de renovables, cogeneración y residuos.
 - Mecanismo de procedimientos de concurrencia competitiva que remunera:
 - La instalación
 - La operación
- Desaparece el régimen especial, pasando todas las instalaciones a regirse por la misma normativa y asumir las obligaciones del mercado.
- Todos los productores de energía eléctrica deben realizar ofertas económicas de venta de energía en el mercado diario, incluidas las que participaban previamente en el régimen especial.
- La contratación de energía eléctrica producida podrá realizarse libremente.

3. Funcionamiento del Mercado

Es importante anotar, que el mercado eléctrico español, igual que los otros miembros que conforman la Unión Europea, se han acogido a la normativa supranacional de la Comisión Europea relacionada con el sector energético. Entre las últimas se destaca la apuesta 20/20/20 para 2020, consistente en reducir las emisiones de efecto invernadero en un 20%, ahorrar el 20% del consumo de energía a través de una mayor eficiencia energética y aumentar el uso de energías renovables en un 20%. Por su parte, en 2016, la Comisión Europea presentó el denominado “paquete de invierno” “energía limpia para todos los europeos”, con el objetivo

de seguir reduciendo las emisiones de gases de efecto invernadero, aumentar la proporción de renovables en el sistema y mejorar la eficiencia energética en la Unión en el horizonte 2030, en el cual considera específicamente lo siguiente (European Comissions, s.f.):

- 40% de reducción de emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) respecto a 1990.
- 32% de renovables sobre el consumo total de energía final, para toda la UE.
- 32,5% de mejora de la eficiencia energética.
- 15% interconexión eléctrica de los Estados miembros.

Además, en 2018 la Unión Europea lanzó la propuesta “un planeta limpio para todos. La visión estratégica europea a largo plazo de una economía próspera, moderna, competitiva y climáticamente neutra”, en el que “el objetivo de esta estrategia a largo plazo es confirmar el compromiso de Europa de liderar la acción por el clima a escala mundial y presentar una visión que puede llevarnos a conseguir de aquí a 2050 las cero emisiones netas de gases de efecto invernadero por medio de una transición socialmente justa realizada de manera rentable (Comisión Europea, 2018).

España mediante la Ley 54/1997 crea el mercado spot eléctrico y una serie de mercados intradiarios y de servicios auxiliares. Los mercados intradiarios, como se conocen a nivel mundial, se han implementado con el fin de solucionar las restricciones técnicas que se pueden presentar en el sistema y lograr una mayor eficiencia en precios, mediante la presentación de ofertas de venta y adquisición de energía eléctrica por parte de los agentes del mercado durante el día de la operación, para garantizar la seguridad y la calidad del suministro de energía en tiempo real.

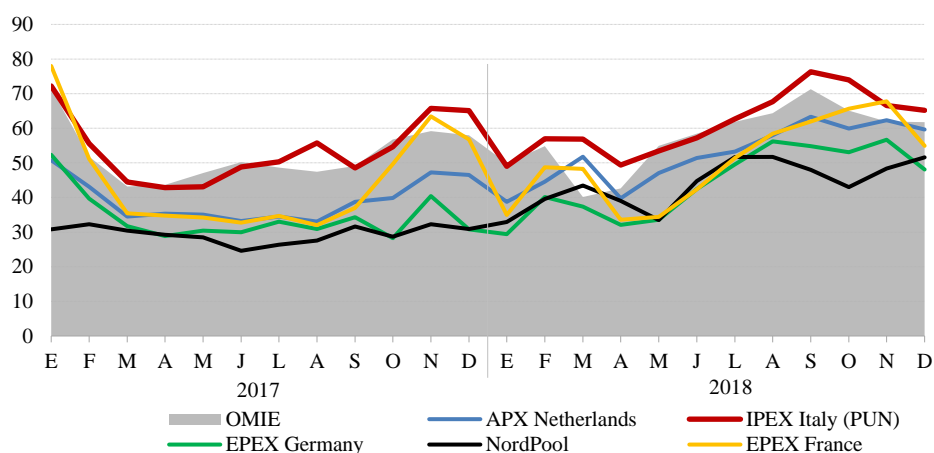
Hasta 2014, por medio de la Ley 24/2013 el mercado spot estuvo compuesto por dos regímenes, el régimen ordinario y el especial, pues con la implementación de esta Ley estos dos regímenes desaparecieron. El Régimen Ordinario de acuerdo a la Ley 54/1997 estaba compuesto por fuentes de generación de carbón, fuel-oil, centrales nucleares, ciclos combinados de gas y grandes centrales con más de 50 MW. Por su parte, el especial lo conformaban las plantas de generación con una potencia instalada menor a 50 MW que utilizaban la cogeneración, energías renovables convencionales (hidráulica) y no convencionales como eólica, solar biomasa entre otros. Para tener alguna cifra, el régimen ordinario en 2006 aportó el 80% de la generación al sistema, donde las tecnologías a carbón (24,20%), ciclo combinado (23,26%) y nuclear (22,02%) en orden de importancia, fueron las que más aportaron al sistema y, en el especial, la eólica presentó su mayor participación (8,49%) (García y Moncada, 2017).

El mercado desde su reforma a finales de los 90, si bien las dos empresas más grandes en generación, Endesa e Iberdrola, generaban el 80% de la industria, la determinación del precio spot no fue preocupante para el regulador, debido al mecanismo de price cap asumido para la transición de la recuperación de los costos a la competencia y, por tanto, conllevó a unos precios bajos (Fabra y Toro, 2005; Pérez et al., 2005), pero conforme Endesa recuperó estos costos los incentivos cambiaron y dada la estructura de integración vertical que tenían estas empresas, empezaron a ejercer poder de mercado (Garcia et al., 2009; Federico, Vives y Fabra, 2008; Agosti, Padilla y Requejo, 2007; Kuhn y Machado, 2004). Sumado a que los

cambios realizados entre 2006 y 2007 en el pool eléctrico español, relacionados con que los agentes del sector eléctrico del mismo grupo empresarial, sólo podían participar en la casación neta del grupo (compradora o vendedora) de las ofertas presentadas al mercado diario e intradiario y las ventas virtuales de energía, no condujeron a los resultados esperados (García y Moncada, 2017). Además con la entrada de fuentes de energías renovables y las subvenciones otorgadas a estas han sido unos de los aspectos que han encarecido los costos de la energía en España desencadenado en un déficit del sistema español de energía eléctrica bastante alto, valorado en 3.600 millones de Euros en 2013 (Rojas y Tubio, 2016).

No es gratuito que el mercado mayorista en España presente unos de los precios spot más altos comparativamente con otros mercados de la Unión Europea como se puede observar en el Gráfico 1, sino que también el precio final a los usuarios residenciales para la prestación del servicio de electricidad haya sido uno de los más altos en la región en 2012, a pesar de que en 2018 se encuentre en un nivel medio, 22,42 CentavosEuro/kWh frente a, por ejemplo, a Alemania que para el mismo año ascendió a 30,81 CentavosEuro/kWh (European Commission, 2019).

Gráfico 1: Precios mayoristas de los diferentes mercados en Europa (€/MWh)



Fuente: Red Eléctrica de España, 2019.

- Participantes

El proceso de liberación que ha tenido el mercado eléctrico europeo en las últimas décadas ha conllevado a una reorganización del sector eléctrico en España y la entrada de nuevos agentes. Sin embargo, a pesar de que en 2017 existían alrededor de 83 generadores en el mercado mayorista y 330 en el mercado minorista, se evidencia alta concentración en ambos mercados y una recomposición con un peso importante de las energías renovables, donde en 2013 existían 41 generadores de energía eólica y 75 de energía fotovoltaica. La actividad de transmisión se hace a través de una única empresa, Red Eléctrica de España (REE) y la actividad de distribución la realizan 340 empresas. En 2017 las 5 empresas más grandes del mercado mayorista (Endesa, Iberdrola, GNF, AXPO y Acciona) representan el 72% de la generación en este mercado. Asimismo las 5 empresas más grandes del mercado minorista (Endesa, Iberdrola, GNF, EDP España y Fortia) tienen alrededor del 81% (CNMC, 2019).

No solamente el nivel de concentración, sino el poder de mercado en el mercado mayorista de electricidad en España ha sido una práctica, como se puede observar en el estudio realizado por García, Banal-Estanol y Trillas (2009), a pesar de que entre 2006 y 2007 se realizaron algunas modificaciones sobre el funcionamiento de este mercado, con el fin de disminuir el poder de mercado como la implementación los Reales Decreto Ley 3/2006 y 1634/2006, con el primero los agentes del sector eléctrico del mismo grupo empresarial, sólo podían participar en la casación neta del grupo (compradora o vendedora) de las ofertas presentadas al mercado diario e intradiario y, el segundo, introdujo las subastas VPP (*Virtual Power Plant*) para las dos empresas más grandes del mercado mayorista, Endesa e Iberdrola. Además, la Orden ITC/400/2007, reguló los contratos virtuales que firmarán las empresas distribuidoras, por medio de las subastas CESUR (Contratos de Energía para el Suministro de Último Recurso), aún terminando el año 2007 se vuela a incrementar el poder de mercado (ver también de Frutos y Fabra, 2008; Federico, Vives y Fabra, 2008; Agosti, Padilla, y Requejo, 2007).

Estudios más recientes realizados por la CNMC (2019) encuentran que el nivel de concentración, medido por el HHI, en el mercado mayorista cuando se consideran todas las tecnologías ha estado entre 1689 en 2008 y 1350 en 2017. No obstante, este indicador aumenta cuando se hace el cálculo por grupo empresarial para el MIBEL y para las tecnologías que fijan el precio marginal del sistema, por ejemplo, en 2011 ascendió a 2556 y en 2017 a 1945, estas cifras son muy parecidas para el mercado minorista.

- Tipos de mercados

De acuerdo a información de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (2019), define el mercado mayorista “como el conjunto de transacciones económicas al por mayor entre agentes vendedores y compradores de electricidad en los mercados organizados de contado y a plazo, así como mediante las transacciones en el mercado no organizado (Over-the-Counter o OTC) y la negociación de contratos bilaterales entre generadores, comercializadores y/o clientes”. El ámbito geográfico corresponde a la península ibérica, al estar España y Portugal integrados en el mismo mercado eléctrico mayorista, conocido como el MIBEL. Si bien en 2017 existían 83 generadores, las 8 empresas más grandes tenían el 77% de la generación en este año, Endesa (23%), Iberdrola (18%), EDP (16%), AXPO (8%), GNF (6%) y Acciona (6%). No obstante, cuando se considera la generación por grupo empresarial cerca del 80 % es propiedad de cuatro de estos, Endesa, EDP, Iberdrola y GNF.

Dada la integración vertical que existe entre generación y comercialización, a pesar de que en el mercado minorista son alrededor de 330 empresas, las cuatro más grandes tienen una cifra cercana al 80%. Endesa (30%), Iberdrola (23%), EDP (13%) y GNF (12%). Asimismo los servicios complementarios como la regulación primaria, secundaria y terciaria entre un 75% y el 80% son abastecidos por estas mismas empresas (Endesa, Iberdrola, GNF y EDP).

Dada la separación entre la operación del mercado, cuyo encargado es OMIE y la operación del sistema hecha por REE, se requiere una buena coordinación entre ambos operadores para garantizar la confiabilidad en el sistema. OMIE comunica el programa diario base de

casación a REE, y este último, incorpora la información recibida de los contratos bilaterales y publica el Programa Diario Base de Funcionamiento. Además, REE es el encargado de solicitar a los agentes generadores las ofertas para la resolución de las restricciones, e informar a OMIE sobre las restricciones de la red para que este las considere en la casación de las secciones del mercado intradiario. En las Figuras 1 y 2 se puede observar la coordinación entre OMIE y REE y las diferentes secciones entre el mercado diario e intradiario (IIT, 2018). El estudio realizado por el IIT (2018) resalta como aspecto interesante del diseño del mercado eléctrico español la forma en que se resuelven las indisponibilidades, ya que los recursos que tiene un programa de energía firme que tengan indisponibilidades están obligados a cubrir su posición en el mercado intradiario o a través del mecanismo de gestión de desvíos.

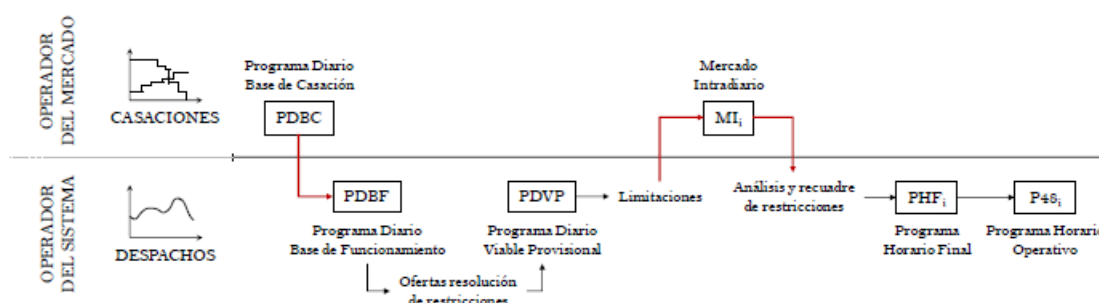


Figura 1. Coordinación operación del mercado y operación del sistema

Fuente: IIT, 2018.

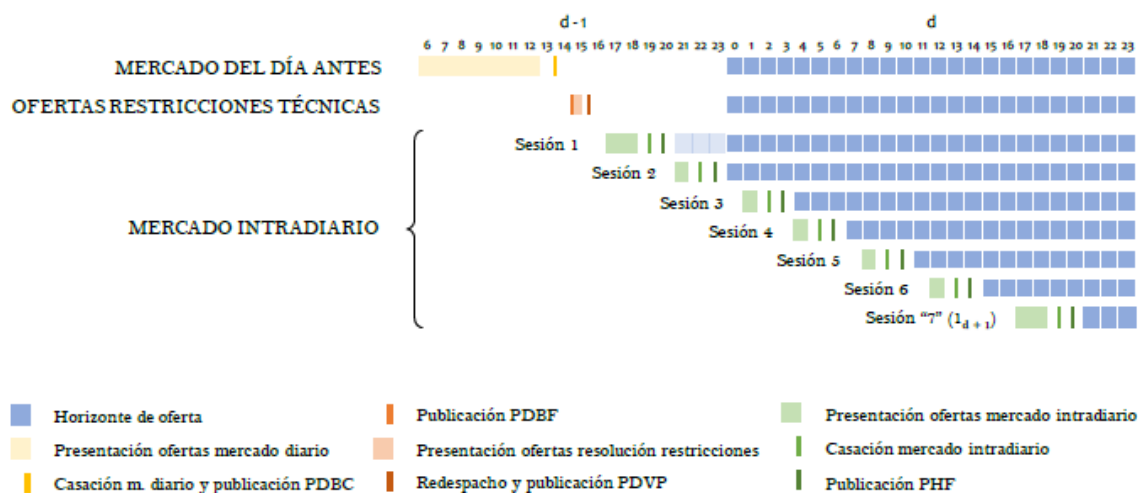


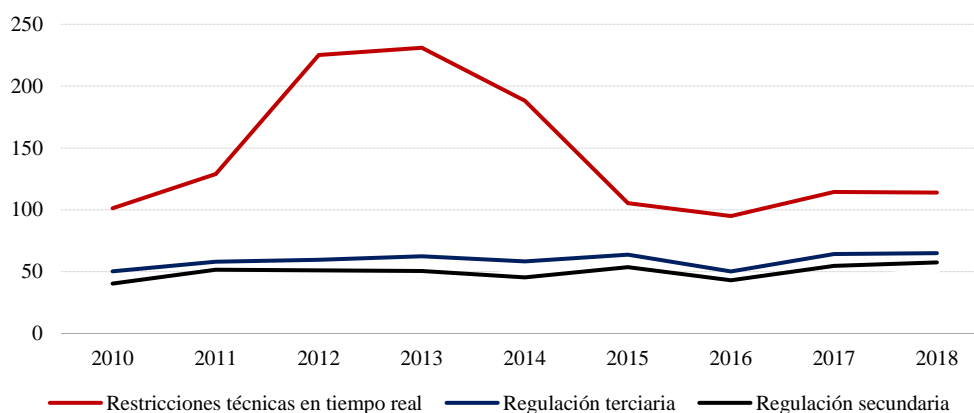
Figura 2. Mercado diario e intradiario y casaciones

Fuente: IIT, 2018.

El Gráfico 2 presenta la evolución de los precios de los mercados intradiarios. El Precio en el mercado diario, igual que el de la regulación secundaria y terciaria son muy similares y estables cercanos a los 50 €/MWh. Sin embargo, el precio de las restricciones técnicas en tiempo real empieza a incrementarse a partir de 2010, el cual estaba alrededor de 100 €/MWh

llegando hasta niveles cercanos a los 240 €/MWh a finales de 2012, donde se implementó el mecanismo de contratación y gestión de reserva de potencia adicional a subir en el sistema eléctrico español dado el alto crecimiento de las energías renovables no gestionables (eólica y solar). Pero este empieza a caer a partir de 2013 gracias a que se modifica la metodología de liquidaciones de restricciones técnicas en tiempo real. Además en este mismo año por medio del Real Decreto Ley 2/2013 (Ministerio de Industria, Energía y Turismo, 2013b) se eliminan los incentivos económicos de precio de mercado más prima con el cual se venían remunerando hasta la fecha la instalación de tecnologías con energía renovables.

Gráfico 2: Precios servicios de ajuste (€/MWh)

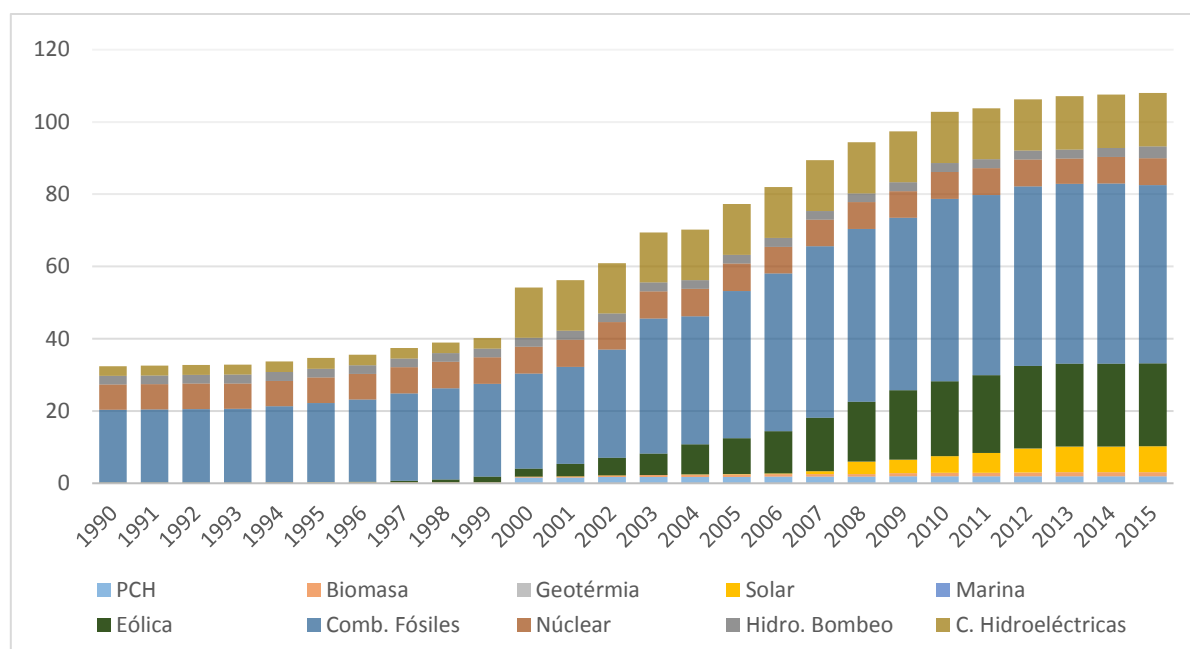


Fuente: Red Eléctrica de España, 2015 y 2019.

- Matriz energética del sector eléctrico

En los últimos años en el mercado eléctrico español, como se muestra en el gráfico 3 (capacidad instalada) y el cuadro 2 (generación), una de las tecnologías que han tenido un gran crecimiento en la participación de la generación son las energías renovables no convencionales como la eólica y la solar. Mientras que, por ejemplo, en 2000 la eólica era prácticamente nula y la generación con solar no existía, en 2018 representaban el 19% y 5% de la generación total, respectivamente. Asimismo la renovable convencional (hidráulica) en 2018 representó alrededor del 13%. Por su parte, la generación con energía nuclear ha sido muy parecida en todo el periodo, cercana al 20% del total de generación. Asimismo la generación con carbón y fuel / gas ha caído significativamente. En 2015 ya se había suprimido los incentivos a la generación con carbón nacional.

Gráfico 3. Capacidad instalada (GM)



Fuente: Velandia y Vargas, 2017 a partir de EUROSTAT, 2017.

Cuadro 2. Generación (%)

| Tecnología / Año | 2000 | 2005 | 2010 | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 |
|-------------------------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|
| Hidráulica | 12,97 | 8,19 | 15,35 | 10,62 | 13,80 | 7,04 | 13,08 |
| Turbinación bombeo (2) | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 1,08 | 1,20 | 0,86 | 0,77 |
| Nuclear | 28,97 | 20,65 | 20,93 | 20,45 | 21,41 | 21,19 | 20,40 |
| Carbón | 37,18 | 29,03 | 8,60 | 19,69 | 14,26 | 17,17 | 14,29 |
| Fuel / gas | 8,21 | 6,84 | 3,23 | 2,42 | 2,58 | 2,67 | 2,56 |
| Ciclo combinado (3) | 0,00 | 18,27 | 23,16 | 10,86 | 11,08 | 14,14 | 11,52 |
| Eólica | 0,00 | 7,43 | 14,75 | 18,00 | 18,23 | 18,28 | 19,01 |
| Solar fotovoltaica | 0,00 | 0,00 | 2,36 | 4,99 | 4,99 | 5,24 | 4,67 |
| Otras renovables (4) | 0,00 | 1,49 | 1,80 | 1,53 | 1,56 | 1,66 | 1,64 |
| Cogeneración | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 9,43 | 9,90 | 10,76 | 11,13 |
| Residuos no renovables | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,93 | 1,00 | 0,99 | 0,93 |
| Generación auxiliar (5) | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,01 | 0,00 |
| No renovables Reg. Especial | 12,67 | 8,10 | 9,81 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| Generación Total (GWh) | 214733,0 | 278695,0 | 296136,0 | 267290,2 | 261682,1 | 262136,6 | 260808,8 |

(1) Asignación de unidades de producción según combustible principal.

(2) Turbinación de bombeo puro + estimación de turbinación de bombeo mixto.

(3) Incluye funcionamiento en ciclo abierto.

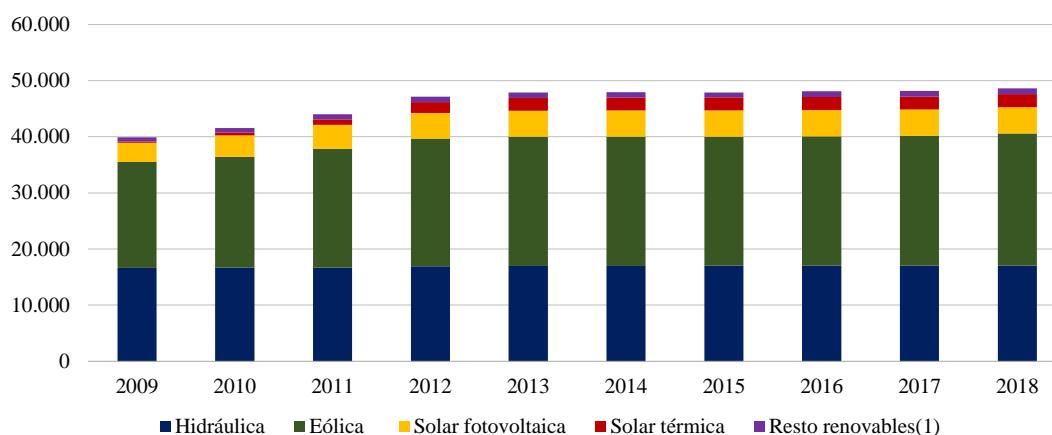
(4) Incluye biogás, biomasa, hidráulica marina, geotérmica y residuos renovables.

(5) Grupos de emergencia que se instalan de forma transitoria en determinadas zonas para cubrir un déficit.

Fuente: Elaboración propia a partir de Red Eléctrica de España 2000, 2005, 2010, 2018.

El gráfico 4 presenta la evolución de la potencia instalada con tecnologías renovables en España entre 2009 y 2018. En este resalta el alto porcentaje que tiene la eólica, por ejemplo, en 2018 la potencia instalada en esta tecnología ascendió a 23507 MW, en 2009 eran 2283 MW, ubicándola en el segundo lugar de la potencia total después de la de ciclo combinado con 26284 MW.

Gráfico 4: Potencia renovable instalada España (MW)

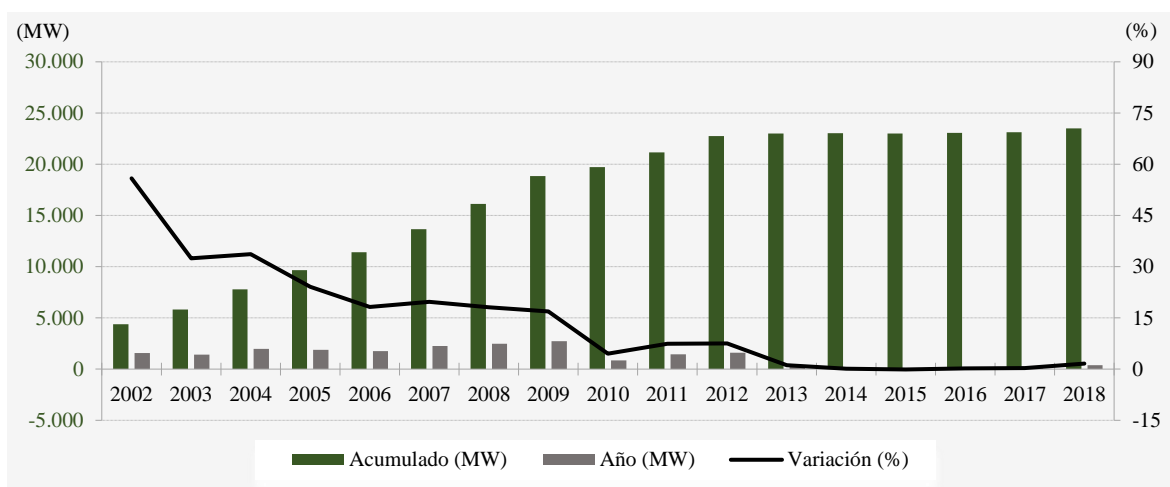


(1) Incluye biogás, biomasa, geotérmica, hidráulica marina, hidroeléctrica y residuos renovables.

Fuente: Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC) hasta 2014. REE, 2018.

En los gráficos 5 y 6 puede observarse la evolución de la potencia instalada en energía eólica y solar entre 2002 y 2018. Mientras que las inversiones con tecnología eólica se empezaron a evidenciar a finales de los 90, con la solar lo hace a partir de 2007 con el Real Decreto Ley 661 de 2007 (Ministerio de Industria, Turismo y Comercio, 2007), donde se redefine el concepto de tecnología solar y establece tarifas y primas (subvenciones) tanto para energía solar fotovoltaica como la termosolar, lo que conlleva a que en 2008, como se puede observar en el Gráfico 6, se diera un crecimiento exponencial de la potencia instalada para plantas de generación de energía con esta fuente. Asimismo, con el Real Decreto Ley 6/2009 (Ministerio de Industria, Turismo y Comercio, 2009), se crea el mecanismo del bono social, para la retribución para las instalaciones del régimen especial, con esta fuente de generación, cuya inscripción sería condición necesaria para el otorgamiento del derecho al régimen económico establecido en el Real Decreto 661/2007.

Gráfico 5: Potencia eólica instalada España

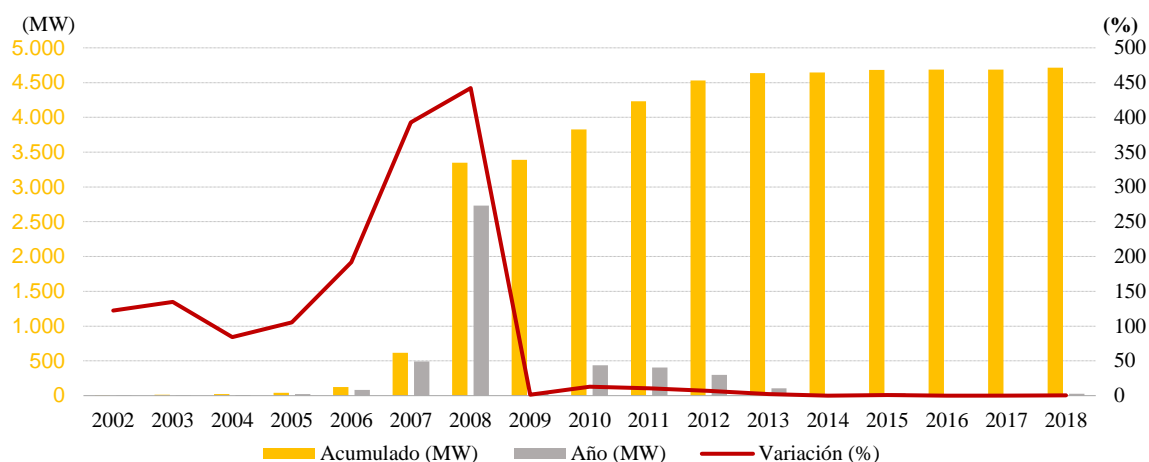


Fuente: Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC) hasta 2014. Datos de Islas Baleares e Islas Canarias disponibles desde 2006 y Melilla desde 2007. REE, 2018.

Del mismo modo dado el alto déficit tarifario presentado en el sector eléctrico en 2010 se adoptaron varios mecanismos con carácter de urgencia como el Real Decreto Ley 14/2010 (Ministerio de Industria, Energía y Turismo, 2010) con el fin de corregir dicho déficit, con esta norma además de crear peajes de generación, se limitan las horas de funcionamiento con derecho a retribución de primas para generación con plantas fotovoltaicas y el Real Decreto Ley 1/2012 (Ministerio de Industria, Energía y Turismo, 2012a) suprime los incentivos económicos para nuevas instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de cogeneración, fuentes de energía renovables y residuos y el Real Decreto Ley 2/2013 (Ministerio de Industria, Energía y Turismo, 2013b) termina con el mecanismo de precio de mercado más prima para estas tecnologías.

Un hecho importante es que a partir de 2014, por medio de Real Decreto Ley 413 (Ministerio de Industria, Energía y Turismo, 2014) se suprimieron las primas y se remunera con una retribución por la inversión y otra por la operación lo que desincentivó la inversión con estas tecnologías, estancando la instalación de nuevas plantas con estas tecnologías como se puede observar en los gráficos 5 y 6, asimismo con esta Ley se empiezan a realizar subastas (procedimientos de concurrencia competitiva) para la adjudicación de proyectos con estas fuentes de generación.

Gráfico 6: Potencia solar instalada España



Fuente: Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC) hasta 2014. Datos de Islas Baleares e Islas Canarias disponibles desde 2006 y Melilla desde 2007. REE, 2018.

4. Políticas de expansión del mercado.

Dado el mecanismo de mercado y la alta penetración de energías renovables no convencionales en el mercado eléctrico español, el estudio realizado por el Instituto de Investigación Tecnológica de la Universidad Pontificia Comillas (IIT, 2018b), recomienda tener en cuenta tres aspectos para el mecanismo de expansión de capacidad en el sistema eléctrico español:

- Con el propósito de que la demanda tenga incentivos a participar en mercados de largo plazo, recomiendan no contratar el 100% de la energía de muy largo plazo durante todas las horas.
- Hacen alusión a que los precios de corto plazo deben tener su papel fundamental para dar las señales sobre una operación y planificación eficientes en el sistema y, por tanto, los instrumentos de largo plazo no deben distorsionar las señales de los agentes en los mercados de corto plazo.
- Recomienda la utilización de instrumentos financieros como forwards, swaps, opciones con diferentes precios strikes, como cobertura a los agentes con diferentes perfiles de riesgo. Específicamente, tomando como referencia las experiencias de Italia, Irlanda y Colombia, recomienda utilizar el mecanismo como opciones de confiabilidad (reliability options)

5. Políticas para participación de los consumidores en el mercado

Respecto al tema de Generación Distribuida en 2011 se dio la necesidad de regular el suministro de la energía eléctrica producida al interior de la red de un consumidor para su propio consumo. Por medio del Real Decreto 1699/2011 (Ministerio de Industria, Energía y

Turismo, 2011) empieza a regularse la Generación Distribuida en España y, en 2012 con el Real Decreto-Ley 13/2012 (Ministerio de Industria, Energía y Turismo, 2012b), modificaron las definiciones de los sujetos “productor” y “consumidor” con el fin de fomentar la producción individual de energía eléctrica destinada al consumo en la misma ubicación, detallando el régimen de derechos y obligaciones. Asimismo en 2015 a través del Real Decreto 900/2015 (Ministerio de Industria, Energía y Turismo, 2015) se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas de las modalidades de suministro de energía eléctrica con autoconsumo y de producción de autoconsumo.

Si bien en 2015, se empiezan a suprimir las reglas para la inversión y uso de las energías renovables prohibiendo la autogeneración compartida e instaurando el polémico “impuesto al sol”, cargo que se imponía al auto consumidor por la energía generada y consumida en su propia instalación, el Real Decreto-Ley 15/2018, (Ministerio para la Transición Ecológica, 2018) relacionado con medidas urgentes para la transición energética y la protección de consumidores, elimina este impuesto, además de reconocer legalmente el autoconsumo compartido y flexibilizar la actividad de recarga de vehículos eléctricos (elimina la figura de gestor de carga). Esta Ley enmarcada en las economías a escala reconoce el derecho al autoconsumo compartido por parte de uno o varios consumidores y crea un bono social térmico, en materia de autoconsumo y de energías renovables. Este consiste en una ayuda económica directa para que los hogares vulnerables puedan hacer frente a sus gastos de calefacción, agua caliente o cocina con independencia del combustible que utilicen.

Es importante anotar que esta Ley también elimina barreras normativas que obstaculizan la transición energética, pues en la última subasta de renovables aprobada antes de esta Ley se adjudicaron 9000 MW y solo se habían instalado 100 MW y los permisos de acceso y conexión otorgados con anterioridad a la aprobación de Ley 24/2013, caducaron el 31 de diciembre de 2018.

A parecer desde la implementación no se ha avanzado poco sobre el tema, pero vale la pena resaltar en estudio realizado por Ribó-Pérez, Van der Weijde y Alvarez-Bel (2019) relacionado con los efectos de la autogeneración en mercados de electricidad imperfectamente competitivos, en el que analizan el caso de España y concluyen como la energía solar fotovoltaica (PV) doméstica en los techos puede reducir la demanda neta de electricidad y, por tanto, los precios al consumidor mediante un efecto de orden de mérito. Pero al mismo tiempo reduce las ganancias de las empresas que participan en las diferentes actividades y mercados para la prestación del servicio, específicamente los que prestan los servicios de transmisión y distribución. Además, en mercados imperfectamente competitivos, la autogeneración fotovoltaica reduce los precios a través de una reducción vía poder de mercado.

Así, el último efecto puede justificar intervenciones para mantener la recuperación de costos de las empresas, pero la reducción de precios es mucho más deseable y eficiente, ya que al mismo tiempo ayuda a aumentar la sostenibilidad y la competencia. Sin embargo, a diferencia de una simple reducción en los precios de mercado, el efecto de competencia afecta a todas las empresas en la cadena de manera diferente. Y, por tanto, puede existir resistencia de las empresas y convertirse en una barrera importante para el cambio de la política energética.

6. Políticas para integración de renovables no convencionales

Entre 1994 y 2013, por medio del Decreto Real 2366, estuvo vigente el Régimen Especial para la generación de energía con capacidad instalada inferior a 25MW, además de utilizar mecanismos de remuneración preferenciales para generadores con fuentes diferentes de combustibles fósiles. En 1997 con la Ley Eléctrica General (Ley 54), se amplió la capacidad para participar en este régimen a 50MW y estableció dos beneficios adicionales para la generación con este tipo de fuentes:

- 1) Despacho preferente para la energía generada en la red de distribución
- 2) Remuneración para la generación por subvención (Feed In Tariff)

En 2007 con el Real Decreto Ley 661 (Ministerio de Industria, Turismo y Comercio, 2007) se modificó el mecanismo de remuneración en este régimen de la siguiente forma:

- 1) Tarifa regulada
- 2) Posibilidad de venta en el mercado diario por medio de contrato bilateral

Sin embargo, en 2013 el Real Decreto-ley 2/2013 (Ministerio de Industria, Energía y Turismo, 2013b) deroga el Real Decreto-ley 6/2009 en lo referente al desmonte de los valores de las tarifas reguladas y primas estipuladas que se venían dando hasta la fecha.

Con el Real Decreto Ley 2/2013 (Ministerio de Industria, Energía y Turismo, 2013b) se aprueba un nuevo régimen jurídico y económico que reemplaza los marcos normativos que establecían incentivos económicos de precio de mercado más prima, con el cual se venían remunerando hasta la fecha la instalación de tecnologías con energía renovables, cogeneración y residuos y a partir de esta fecha las instalaciones podían recibir dos retribuciones, i) por la inversión y ii) por la operación, la primera está compuesta por un término por unidad de potencia instalada que cubra, cuando proceda, los costes de inversión para cada instalación y, la segunda, un término a la operación que cubra, en su caso, la diferencia entre los costes de explotación y los ingresos por la participación en el mercado de producción de dicha instalación. Lo anterior tenía como objetivo una remuneración “justa” a las tecnologías que conformaban en régimen especial. Esta medida redujo el déficit tarifario a finales del 2014 en 369 millones de euros (Rojas y Tubío, 2016).

Además con la implementación de Real Decreto Ley 413/2014 (Ministerio de Industria, Energía y Turismo, 2014), se regula la actividad de producción de energía eléctrica con fuentes de energías renovables, cogeneración y residuos, suprime los mecanismos de remuneración con primas para los nuevos proyectos de generación con estas fuentes, e implementa mecanismos de remuneración competitivos como las subastas para retribuir las nuevas inversiones con estas tecnologías. Se incluyen dos retribuciones, una por la inversión y otra por la operación, ver Cuadro 3. Así en 2015 con el Real Decreto Ley 947/2015 y la Orden IET/2212/2015 se aprueba la convocatoria para la primera subasta con energía biomasa y eólica en el sistema eléctrico peninsular, la cual se realizó en enero de 2016 (Ministerio de Industria, Energía y Turismo, 2016). Posteriormente en 2017 por medio de la Orden ETU/315/2017, se suprime la retribución a la inversión y se deja en igual de condiciones la generación, lo cual desincentivó aún más las inversiones en estas fuentes.

En la primera subasta en 2016 se adjudicaron 200 MW de energía biomasa y 500 MW de eólica. En 2017 se adjudicaron 3.000 MW de los cuales 2.779,66 fueron a energía eólica, 1 MW a solar fotovoltaica y el resto a otras tecnologías renovables diferentes a estas dos.

Cuadro 3: Retribuciones a la inversión y a la operación para las subastas en energía renovable

| Tecnología | Año | Costos de explotación primer año (€/MW) | Retribución a la Inversión (€/MW) | Retribución a la operación (€/MW) |
|------------|------|---|-----------------------------------|-----------------------------------|
| Biomasa | 2015 | 42,39 | 299.264 | 50,85 |
| | 2016 | 42,76 | 299.264 | 51,57 |
| | 2017 | 43,16 | 299.264 | 50,37 |
| | 2018 | 43,55 | 299.264 | 51,33 |
| | 2019 | 43,94 | 299.264 | 52,30 |
| | 2020 | 44,34 | 299.264 | 53,29 |
| Eólica | 2015 | 24,95 | 63.243 | - |
| | 2016 | 24,95 | 63.275 | - |
| | 2017 | 25,29 | 0 | - |
| | 2018 | 25,50 | 0 | - |
| | 2019 | 25,71 | 0 | - |

Fuente: Orden IET/2212/2015. Real Decreto 359/2017 y Orden ETU/315/2017

7. Políticas de eficiencia energética

En 2009 la Comisión Europea junto a la apuesta de disminuir el 20% los gases de efecto invernadero, de aumentar en un 20% la participación de energías renovables, también aprobó la de aumentar el 20% de eficiencia energética en el paquete europeo propuesto para 2020. España no fue ajeno a esta Directiva y por medio del Plan Nacional de Acción de Ahorro y Eficiencia Energética 2011-2020, incluyó una serie de acciones dirigidas a reducir los consumos y los costos energéticos de todos los sectores económicos. Vale la pena destacar que en 2015 en orden de importancia los sectores que más consumían energía en España eran: transporte (40%), industria (24%), edificación (19%) y servicios (13%). Además, este plan considera un nivel de inversiones públicas y privadas que alcanzan una magnitud de los 45.985 M€ en todo el periodo, donde el sector público solo aportaría 4.995 M€ (Energía y Sociedad, 2019).

Respecto a la energía consumida en edificación entre la calefacción y los electrodomésticos se consumen alrededor del 70%. Por su parte, el transporte es su mayoría utiliza combustibles fósiles y, por tanto, el vehículo eléctrico se presenta como una de las principales alternativas para incrementar la sostenibilidad ambiental de este sector (Energía y Sociedad, 2019; Deloitte, 2016).

Los principales planes en España respecto a eficiencia energética se pueden resumir en el esquema 1.

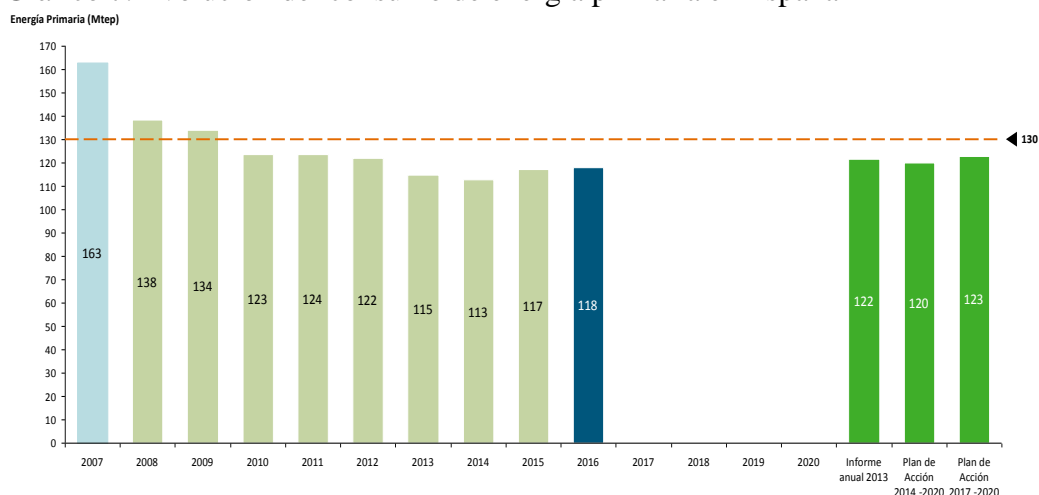


(1) Obligación de ser revisado cada 3 años.

Esquema 1. Planes para la eficiencia energética en España. Fuente: Energía y Sociedad (2019)

Después de tres años de la elaboración del Plan 2011-2020, se hace una revisión de este y surge el Plan 2014-2020 con el objetivo de incorporar los lineamientos estipulados por la Directiva 2012/27/UE, obligando a España a rehacer sus previsiones de consumo de energía primaria hasta 2020 reduciéndolas en 43 Mtep. Y, posteriormente, con el Plan 2017-2020 aún las reducen un 25% más de lo previsto. En el gráfico 7 se puede observar la disminución del consumo de energía primaria. La meta de acuerdo al primer Plan para cumplir con las Directiva de la UE eran 130 Mtep.

Gráfico 7. Evolución del consumo de energía primaria en España



Fuente: Plan Nacional de Acción de Eficiencia Energética 2017-2020, 2017.

El Cuadro 4 presenta las principales medidas de eficiencia energética consideradas en el plan 2011-2020.

Cuadro 4. Principales medidas de eficiencia energética Plan 2011-2020.

| Sectores | Medidas |
|------------|---|
| Transporte | <ul style="list-style-type: none"> Reglamento 443/2009 sobre emisiones de CO2 de turismos nuevos Plan estratégico de infraestructuras y transporte 2005-2020 Planes “renove” de vehículos de turismo Programa de incentivos al vehículo eficiente (PIVE) Plan MOVEA – Ayudas para la adquisición de vehículos de energías alternativas |

| | |
|-------------------------|---|
| Edificación | <ul style="list-style-type: none"> • Alta calificación energética. Código técnico de la edificación (RD 314/2006) • Certificación energética de edificios (RD 47/2007) actualizada con el RD235/2013 • Nuevo RITE (RD1027/2007) • Estrategia integral del vehículo eléctrico • RD 56/2016 relativa a eficiencia energética |
| Industrial | <ul style="list-style-type: none"> • Elaboración de proyectos en la industria • Ecológico aplicables a los productos relacionados con la energía (Directiva 2009/125/CE) y Directivas de eco etiqueta de productos concretos. RD 47/2007 de certificación de eficiencia energética de edificios de nueva construcción • Marco de medidas para la implementación de una infraestructura para los combustibles alternativos (RD 639/2016) • El Real Decreto 564/2017 favorece la promoción de edificios de alta eficiencia energética y las inversiones en ahorro |
| Agrícola y pesca | <ul style="list-style-type: none"> • Fomento del uso de la agricultura de conservación. Programa de desarrollo rural sostenible 2010-2014 (RD 752/2010) |
| Servicio público | <ul style="list-style-type: none"> • Formación de gestores energéticos municipales. Reglamento de eficiencia energética en instalación de alumbrado exterior y sus ITC (RD 1890/2008) • Fondo de inversión FIDAE-JESSICA dotado con 123M para financiar proyectos urbanos de eficiencia energética y uso de energías renovables |
| Agrícola (cogeneración) | <ul style="list-style-type: none"> • Cogeneración de pequeña potencia y no industrial. Fomento de la cogeneración (RD 616/2007) |

Fuente: <http://www.energiaysociedad.es/manenergia/3-1-objetivos-en-materia-de-eficiencia-energetica-en-espana/>

Además, existe un borrador del Plan Nacional Integrado de Energía y Clima 2021-2030 (Ministerio para la Transición Ecológica, 2019), que tiene previsto un 39,6% de mejora de la eficiencia energética en España, lo cual es consistente con lo planteado por la Unión Europea de que a 2030 la meta de eficiencia energética sea de 32.5%. Un logro importante es la alta penetración de energías eficientes como ciclo combinado de gas y renovable, pues la capacidad instalada de fuentes de energías renovables solar y eólica a 2018 representaba alrededor del 28% del total de la capacidad instalada. Por su parte, REE tiene una guía de consumo inteligente, cuyo objetivo es suministrar información a los usuarios que ayude a un uso más inteligente de la energía eléctrica.

8. Impactos actuales y esperados de la entrada de renovables

La inclusión de energías renovables financiadas con subvenciones al igual que en otros países como Alemania, en el caso de España ha resultado costosa. Así lo revelan resultados obtenidos por Ciaterra, Espinosa y Pizarro-Irizar (2014), quienes muestran que cuando los porcentajes instalados de capacidad con energía renovables no convencionales son bajos como, por ejemplo, entre 2008 y 2009 en España, los costos son bajos, pero a partir de 2010 que la producción alcanzó un porcentaje relativamente alto, comenzó a imponer un costo neto positivo en el sistema, medido como la diferencia entre los ahorros por la reducción del

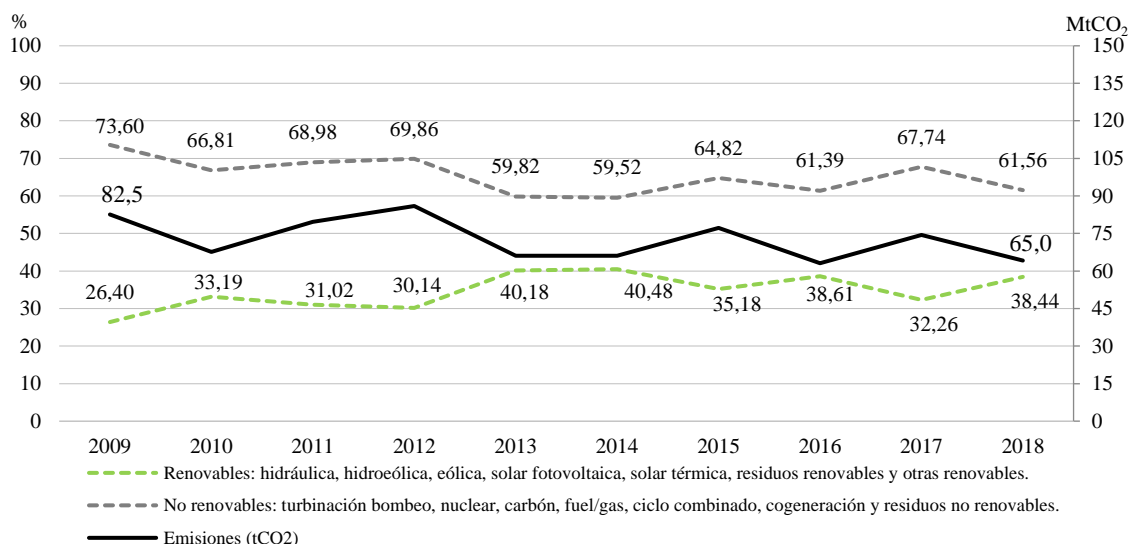
precio spot (efecto orden de mérito) y los costos vía los incentivos pagados para la generación con estas fuentes de generación en el sistema. Además, cuando desagregan estos costos por tecnología encuentran que la eólica implicaba en costo neto más bajo, mientras que la energía solar era el más costoso.

Estos autores en estudio realizado en 2017, en el que se preguntan si ¿la energía renovable indujo un comportamiento competitivo en el mercado eléctrico español? encuentran además del llamado efecto de orden de mérito, enunciado en el estudio anterior. Otro efecto relevante está asociado a la naturaleza intermitente de las energías renovables, que ha aumentado el costo de los servicios auxiliares. Un tercer aspecto importante, menos abordado en la literatura, es el cambio inducido en el comportamiento estratégico de los productores de electricidad convencionales. En principio, la entrada de nuevos generadores en un mercado concentrado lo haría más competitivo y cambia el comportamiento de las empresas. El estudio muestra que para el mercado eléctrico mayorista español la entrada masiva de fuentes de energía renovable hicieron que el comportamiento de otros generadores fuera más competitivo a corto plazo, aunque el efecto no es persistente en el tiempo (Ciaterra, Espinosa y Pizarro-Irizar, 2017).

También, existe un efecto positivo con la mayor participación de estas energías renovables en el sistema, representado en la disminución de las emisiones de CO₂, derivadas de la generación con estas fuentes como se puede observar en el gráfico 8, de acuerdo a información de REE (2019). De la generación en el primer semestre de 2019 el 61% estuvo libre de emisiones de gases de efecto invernadero. Cuando se compara las emisiones per cápita entre 2000 y 2018 en España, según información de Inerdata (2019), estas han caído en promedio en 4.5 MtCO₂/habitante. En términos de los costos para la disminución de las emisiones de CO₂, Fabra y Reguan (2014) encuentran que estos son trasladados en su totalidad al consumidor final, confirmando como el mecanismo vía subvenciones, el cual fue muy utilizado para financiar las inversiones en FNCER han incrementado los precios para la prestación del servicio a los consumidores finales.

En este sentido, el estudio realizado por Paz y Pizarro-Irizar (2018) para evaluar el efecto neto de la política de energía renovable en España entre 2002 y 2017 en términos de reducción de emisiones de CO₂ en la producción de electricidad, encuentra evidencia que aunque la eliminación gradual de las subvenciones redujo los costos regulatorios, también limitó la participación renovable en el mercado de electricidad, lo que condujo a un mayor precio de la electricidad y mayores emisiones. Según sus resultados, el efecto conjunto de (i) el valor de las emisiones evitadas debido a la participación de energía renovable y (ii) el efecto de orden de mérito pudo compensar los costos regulatorios (subsidios) hasta 2010, mientras que el signo del efecto neto se revirtió entre 2011 a 2017. También, encuentran que las implicaciones económicas de la reducción de emisiones dependen en gran medida de cómo se mide el costo social del carbono.

Gráfico 8: Evolución generación renovable/no renovable y emisiones CO2 asociadas a la generación eléctrica. Sistema eléctrico español



Fuente: REE, 2018.

Por tanto, esto implica realizar estudios que incluyan otras variables que han sido afectadas positivamente con la inclusión de estas fuentes de generación. Pues no podemos olvidar que una de las metas establecidas por la Comisión Europea en el paquete de energía y cambio climático 2013 - 2020, apunta a que las emisiones de CO2 del conjunto de la Unión Europea deben reducirse en un 20% respecto a los niveles del año 1990 y la hoja de ruta hacia una economía baja en carbono competitiva a 2050, apunta a que “las grandes economías tendrán que hacer reducciones de emisiones para que la temperatura media global no supere los 2°C en comparación con la temperatura de la era preindustrial.”

9. Modificaciones en estudio para el mercado de energía eléctrica

En el borrador de Plan Nacional Integrado de Energía y Clima 2021-2030 en el que España traza su hoja de ruta para la Transición Energética, tiene previsto los siguientes resultados para España en 2030:

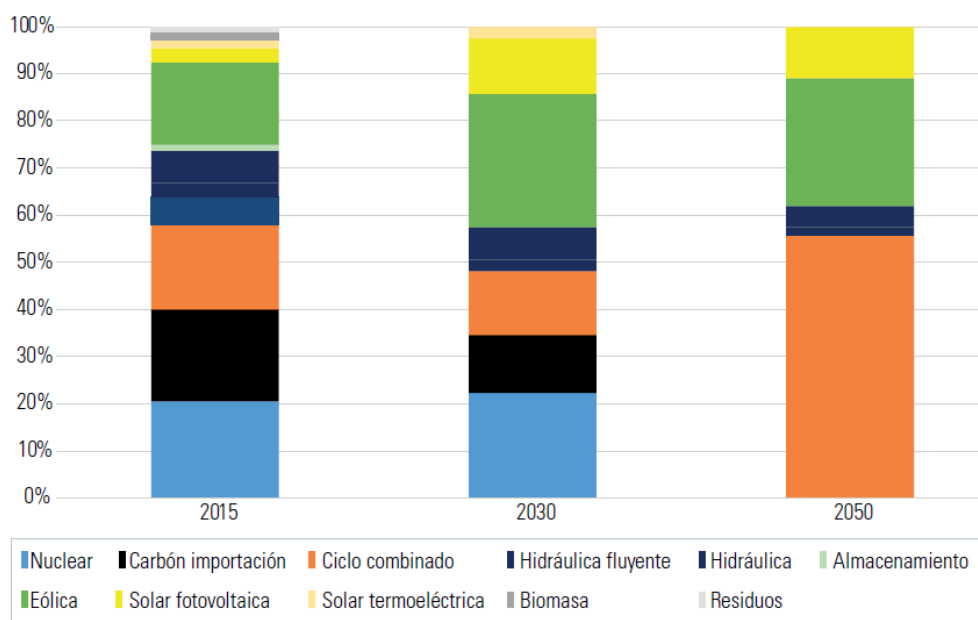
- 21% de reducción de emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) respecto a 1990.
- 42% de renovables sobre el consumo total de la energía final.
- 74% de energía renovable en la generación eléctrica.
- 39.6% de mejora de la eficiencia energética.

En España para alcanzar el objetivo de descarbonización y ser compatibles con el programa previsto por la Comisión Europea a 2050, hay un gran reto desde el punto de vista de la remuneración requerida para estas inversiones (Economics for Energy, 2017). Este estudio

establece que para lograrlo se requiere el diseño de un sistema de señales económicas e institucionales a largo plazo, incluyendo un diseño adecuado del mercado eléctrico y de los precios de la energía, que marquen la dirección correcta de evolución del sistema energético español. En este sentido surge la necesidad de acomodar la generación variable a la demanda (o viceversa), mediante una generación de respaldo despachable y libre de emisiones de CO₂ o con almacenamiento a gran escala. También sugieren que las tecnologías de captura y secuestro de carbono (CCS), que permitirían continuar con la utilización de gas natural para la producción eléctrica, solo tienen sentido cuando el nivel de descarbonización es elevado (pero no completo), cuando el precio del CO₂ supera un nivel suficientemente alto (entre 120 y 200 euros/tCO₂) y esta tecnología reduce sus costes. No obstante, el uso de CCS presenta un problema de disponibilidad de almacenamiento del carbono capturado que habría que estudiar con atención.

La matriz de generación de electricidad que plantea este estudio a 2050, como se puede observar en el gráfico 9 le da gran relevancia al gas, un 55% del total, seguido por la energía eólica y la solar fotovoltaica. Por su parte, los combustibles fósiles deberían desaparecer.

Gráfico 9. Escenarios de generación 2030, 2050



Fuente: Economics for Energy, 2017.

Además, dada la alta penetración de energías renovables no convencionales en el mercado eléctrico español, el estudio realizado por el Instituto de Investigación Tecnológica de la Universidad Pontificia Comillas (IIT, 2018b), recomienda utilizar el mecanismo de opciones de confiabilidad (reliability options) para la expansión de capacidad en el sistema eléctrico español dado el desempeño de experiencias como las de Italia, Irlanda y Colombia (IIT, 2018b).

Para cumplir con el objetivo de eficiencia energética a 2030 propuesto por la Comisión Europea, el Ministerio para la Transición Ecológica tiene previsto el ahorro de energía final, en cada uno de los sectores que más consumen. En orden de mayores ahorros se tiene previsto mejoras en la tecnología y sistemas de gestión de procesos industriales con un ahorro de 10256 ktep, seguido de medidas de cambio modal con 5623 ktep, medidas de eficiencia energética en edificios existentes del sector residencial con un ahorro de 4756 ktep, medidas de impulso al vehículo eléctrico con 3524 ktep y medidas de eficiencia energética en equipos generadores de frío y grandes instalaciones de climatización del sector terciario e infraestructura pública con 3350 ktep.

Referencias

- Agosti, L., Padilla, J. y Requejo, A. (2007). El mercado de generación eléctrica en España: estructura, funcionamiento y resultados. *Economía Industrial* 364, 21-37.
<https://www.mincotur.gob.es/Publicaciones/Publicacionesperiodicas/EconomiaIndustrial/RevistaEconomiaIndustrial/364/21.pdf>
- Banco Mundial (2018). Países por PIB (Nominal).
- Business Footprints Global Office Locations (2011). 2011. Archivado desde el original el 16 de agosto de 2013. Consultado el 12 de octubre de 2013.
- Ciaterria, A., Espinosa, M. y Pizarro-Irizar, C. (2017). Has renewable energy induced competitive behavior in the Spanish electricity market? *Energy Policy*, 104, 171–182.
<http://dx.doi.org/10.1016/j.enpol.2017.01.044>
- Ciaterria, A., Espinosa, M. y Pizarro-Irizar, C. (2014). Is green energy expensive? Empirical evidence from the Spanish electricity market. *Energy Policy*, 69, 205–215.
<https://doi.org/10.1016/j.enpol.2014.02.025>
- CNMC – Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia. (2019) Informe de supervisión del mercado peninsular mayorista al contado de electricidad. Año 2017.
https://www.cnmc.es/sites/default/files/2322298_0.pdf
- Comisión Europea. (2018). Un planeta limpio para todos La visión estratégica europea a largo plazo de una economía próspera, moderna, competitiva y climáticamente neutra. Bruselas.
<https://eur-lex.europa.eu/legal-content/ES/TXT/PDF/?uri=CELEX:52018DC0773&from=EN>
- de Frutos, M. y Fabra, N. (2008). On the impact of forward contract obligations in multi-unit auctions. CEPR Discussion Paper.
- Deloitte. (2016). Un modelo energético sostenible para España en 2050. Claves de la descarbonización del modelo energético en España.
<https://www2.deloitte.com/es/es/pages/strategy/articles/la-descarbonizacion-del-modelo-energetico.html>

Economics for Energy. (2017). Escenarios para el sector energético en España. 2030 – 2050. https://eforenergy.org/docpublicaciones/informes/informe_2017.pdf

Energía y Sociedad. (2019). Manual de la energía. Eficiencia energética. <http://www.energiaysociedad.es/manenergia/objetivos-y-normativa-en-espana-de-la-eficiencia-energetica/>

European Comissions. (2019). Quarterly report on European electricity markets. https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/quarterly_report_on_european_electricity_markets_q4_2018_0.pdf

European Comissions. (s.f.). Clean energy for all Europeans package <https://ec.europa.eu/energy/en/topics/energy-strategy-and-energy-union/clean-energy-all-europeans>

Fabra, N. y Reguant, M. (2014). Pass-through of emissions costs in electricity markets. *American Economic Review*, 104(9), 2872–2899. <http://dx.doi.Org/10.1257/aer.104.9>

Fabra, N. y Toro, J. (2005). Price wars and collusion in the Spanish electricity market. *International Journal of Industrial Organization*, 23(3), 155-181.

Federico, G., Vives, X., y Fabra, N. (2008). *Competition and regulation in the Spanish gas and electricity markets*. Report of the Public-Private Sector Research Center, Navarra: IESE Business School.

García, J., Banal-Estanol, A. y Trillas, F. (2009). El poder de mercado bajo el nuevo diseño del pool eléctrico español. Working Paper N. 344, Repositorio CIEF. <http://hdl.handle.net/10784/566>

García, J. y Moncada, J. (2017). Efectos de cambios regulatorios sobre el desempeño del pool eléctrico español entre 2004 y 2006. *Revista de Economía del Rosario*. 20(2), 243-273. <http://dx.doi.org/10.12804/revistas.urosario.edu.co/economia/a.6456>

Human Development Indices and Indicators 2018 Statistical Update». PNUD. (2018). Consultado el 15 de septiembre de 2018.

IIT - Instituto de Investigación Tecnológica. Universidad Pontificia de Comillas. (2018). Definición de las características de funcionamiento del despacho vinculante, los mercados intradiarios y el mecanismo de balance. [http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/52188526a7290f8505256eee0072eba7/17fc408fbd7443ce05258340004e9965/\\$FILE/Circular087-2018%20Anexo1.pdf](http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/52188526a7290f8505256eee0072eba7/17fc408fbd7443ce05258340004e9965/$FILE/Circular087-2018%20Anexo1.pdf)

IIT - Instituto de Investigación Tecnológica. Universidad Pontificia de Comillas. (2018b). El sector eléctrico español del futuro: retos y políticas. <https://www.iit.comillas.edu/docs/IIT-18-153I.pdf>

Inerdata (2019). Global energy statistical yearbook 2019. <https://yearbook.enerdata.net/co2-fuel-combustion/CO2-emissions-data-from-fuel-combustion.html>

Kuhn, K. y Machado, M. (2004). Bilateral Market power and vertical integration in the Spanish electricity spot market. Working Paper N. 0414, CEMFI. https://ideas.repec.org/p/cmf/wpaper/wp2004_0414.html

Ministerio para la Transición Ecológica (2019). Borrador del plan nacional integrado de energía y clima 2021-2030. Resumen. https://www.miteco.gob.es/es/cambio-climatico/participacion-publica/documentoresumendelborradorplannacionalintegradodeenergíayclima2021-2030_tcm30-487345.pdf

Ministerio para la Transición Ecológica (2018). Real Decreto-ley 15/2018, Medidas urgentes para la transición energética y la protección de los consumidores. <https://www.boe.es/boe/dias/2018/10/06/pdfs/BOE-A-2018-13593.pdf>

Ministerio de Energía, Turismo y Agenda Digital. (2017). Plan nacional de acción de eficiencia energética 2017-2020. https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/es_neeap_2017_es.pdf

Ministerio de Industria, Energía y Turismo. (2016). Real Decreto 947/2015. Por la que se resuelve la subasta para la asignación del régimen retributivo específico a nuevas instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de biomasa en el sistema eléctrico peninsular y para instalaciones de tecnología eólica. <https://www.boe.es/buscar/doc.php?id=BOE-A-2015-11200>

Ministerio de Industria, Energía y Turismo. (2015). Real Decreto 900/2015. Por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas de las modalidades de suministro de energía eléctrica con autoconsumo y de producción con autoconsumo. <https://www.boe.es/boe/dias/2015/10/10/pdfs/BOE-A-2015-10927.pdf>

Ministerio de Industria, Energía y Turismo. (2014). Real Decreto Ley 413/2014. Por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos. <https://www.boe.es/boe/dias/2014/06/10/pdfs/BOE-A-2014-6123.pdf>

Ministerio de Industria, Energía y Turismo. (2013a). Ley 24/2013, del Sector Eléctrico. <https://www.boe.es/buscar/pdf/2013/BOE-A-2013-13645-consolidado.pdf>

Ministerio de Industria, Energía y Turismo. (2013b). Real Decreto-ley 2/2013. Medidas urgentes en el sistema eléctrico y en el sector financiero. <https://www.boe.es/boe/dias/2013/02/02/pdfs/BOE-A-2013-1117.pdf>

Ministerio de Industria, Energía y Turismo. (2012a). Real Decreto-Ley 1/2012. Por el que se procede a la suspensión de los procedimientos de preasignación de retribución y a la supresión de los incentivos económicos para nuevas instalaciones de producción de energía

eléctrica a partir de cogeneración, fuentes de energía renovables y residuos.
<https://www.boe.es/boe/dias/2012/01/28/pdfs/BOE-A-2012-1310.pdf>

Ministerio de Industria, Energía y Turismo. (2012b). Real Decreto-Ley 13/2012. Por el que se transponen directivas en materia de mercados interiores de electricidad y gas y en materia de comunicaciones electrónicas, y por el que se adoptan medidas para la corrección de las desviaciones por desajustes entre los costes e ingresos de los sectores eléctrico y gasista.
<https://www.boe.es/boe/dias/2012/03/31/pdfs/BOE-A-2012-4442.pdf>

Ministerio de Industria, Energía y Turismo (2011). Real Decreto 1699/2011. Por el que se regula la conexión a red de instalaciones de producción de energía eléctrica de pequeña potencia. <https://www.boe.es/buscar/pdf/2011/BOE-A-2011-19242-consolidado.pdf>

Ministerio de Industria, Energía y Turismo. (2010). Real Decreto Ley 14/2010. Por el que se establecen medidas urgentes para la corrección del déficit tarifario del sector eléctrico.
https://www.boe.es/diario_boe/txt.php?id=BOE-A-2010-19757

Ministerio de Industria, Energía y Turismo. (2009) Real Decreto-ley 6/2009. Por el que se adoptan determinadas medidas en el sector energético y se aprueba el bono social.
<https://www.boe.es/boe/dias/2009/05/07/pdfs/BOE-A-2009-7581.pdf>

Ministerio de Industria, Turismo y Comercio. (2007). Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial.
<https://www.boe.es/boe/dias/2007/05/26/pdfs/A22846-22886.pdf>

Ministerio de Industria, Turismo y Comercio. (1997). Ley 54/1997, del Sector Eléctrico.
<https://www.boe.es/buscar/pdf/1997/BOE-A-1997-25340-consolidado.pdf>

OMIP. (2019). Grupo OMI & MIBEL <https://www.omip.pt/es/content/grupo-omi-mibel>

Paz, M. y Pizaro-Irizar, C. (2018). Is renewable energy a cost-effective mitigation resource? An application to the Spanish electricity market. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 94, 902–914. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2018.06.065>

Perez Arriaga, J., Batlle, C., Vazquez, C., Rivier, M., y Rodilla, P. (2005). *Libro Blanco sobre la reforma del marco regulatorio de la generación eléctrica en España*. Madrid: Minetad.
https://www.iit.comillas.edu/batlle/Publications/2005%20Libro%20Blanco%20sobre%20la%20reforma%20del%20marco%20regulatorio%20...%20_%20P%C3%A9rez-Arriaga.pdf

RED - Red Eléctrica Corporativa. (2019). Presentación de resultados primer semestre de 2019.
https://www.ree.es/sites/default/files/06_ACCIONISTAS/Documentos/Hechos_relevantes/2019/31072019_HR_presentacion1S2019_esp.pdf

REE - Red Eléctrica de España. (2018). El sistema eléctrico español 2018. <https://www.ree.es/es/datos/publicaciones/informe-anual-sistema/informe-del-sistema-electrico-espanol-2018>

Ribó-Pérez, D., Van der Weijde, A. y Alvarez-Bel, C. (2019). Effects of self-generation in imperfectly competitive electricity markets: The case of Spain. *Energy Policy*, 133, 110920. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2019.110920>

Rojas, A., y Tubío, B. (2016). La retribución de las energías renovables: retos e incertidumbres. *Cuadernos de Información Económica*, 73-82. <https://www.afi.es/webAfi/descargas/1456643/1413270/cuadernos-de-informacion-economica-funcas-la-retribucion-de-las-energias-renovables-retos-e-incertidumbres-arturo-rojas-y-belen-tubio.pdf>

Velandia, J. y Vargas, M. (2017). Análisis regulatorio y de incentivos para proyectos de fuentes no convencionales de energía renovables (FNCER) en Colombia. Tesis en Maestría en Economía Aplicada. Universidad EAFIT. Colombia.